С.В. Носков

АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ЧАСТОТЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ВНУТРИТРУБНЫМИ ИНСПЕКЦИОННЫМИ СНАРЯДАМИ

Диагностический контроль состояния нефтепроводов при помощи внутритрубного инспекционного снаряда (ВИС «Ультраскан») представляет собой весьма дорогостоящую процедуру. В связи с этим особенно актуальна проблема определения наиболее рационального графика обследований трубопроводов исходя из анализа конкретных условий эксплуатации каждого из них. Для своевременного диагностирования всех аварий, в том числе мелких, требуется решение задачи выбора оптимального времени прогона ВИС. В работе приведен алгоритм расчета частоты обследования трубопроводов внутритрубными инспекционными снарядами.

Внутритрубный инспекционный снаряд, диагностический контроль, рациональный график обследований, суммарные затраты, контрольные осмотры, плотность распределения, показатель надежности, вероятность безотказной работы.

Диагностический контроль состояния нефтепроводов при помощи внутритрубного инспекционного снаряда (ВИС «Ультраскан») представляет собой весьма дорогостоящую процедуру. В связи с этим особенно актуальна проблема определения наиболее рационального графика обследований трубопроводов исходя из анализа конкретных условий эксплуатации каждого из них.

Анализ причин и последствий целого ряда отказов нефтепроводов показал, что наибольшие экономические потери наблюдаются при прорывах трубопроводов и утечках нефти через свищи, образовавшиеся за период между двумя последовательными контрольными запусками ВИС. В подавляющем числе случаев ущерб от штрафов за загрязнение окружающей среды на несколько порядков превосходит стоимость потерянной нефти.

В работе [1] предложена наиболее рациональная классификация отказов линейной части нефтепроводов, сопровождающихся потерями нефти и нефтепродуктов и позволяющая достаточно полно охватить причины и последствия аварийных утечек нефти из магистральных трубопроводов. Различают три типа аварий: крупные, средние, мелкие. Такая градация аварий позволяет непосредственно вычленишь те, которые могут быть обнаружены только ВИС типа «Ультраскан» или «Магнескан».

Под крупными авариями линейной части будем понимать те, которые происходят с полной разгерметизацией трубы и большими потерями перекачиваемого продукта. Такие аварии обнаруживаются практически мгновенно по резкому падению давления на перегоне между соседними насосными станциями. Подобный тип аварий не вызывает каких-либо технических проблем при их обнаружении, хотя и приводит к наибольшим экономическим и экологическим потерям.

Под средними будем понимать аварии, которые невозможно обнаружить по резкому падению давления или расхода нефти по трассе трубопровода. Однако широкое использование компьютеров с достаточной емкостью оперативной памяти позволяет при помощи стандартных математических расчетов диагностировать интенсивность и месторасположение утечки на трассе. Задача диагностирования подобного рода аварий сводится к периодической обра-

ботке диспетчерской информации и выдаче результатов расчета вероятности существования средней аварии.

Под мелкими авариями понимаются те, обнаружение которых перечисленными средствами невозможно. Проведенный в центре технической диагностики (ЦТД) анализ показывает, что причинами мелких аварий являются коррозионные свищи, расслоения металла, дефекты в сварных швах и т.д. Диагностировать такие аварии можно визуально, осматривая трассу трубопровода и проводя ее вскрытие, либо необходимо периодически пропускать ВИС. Визуальный просмотр трассы трубопровода зачастую дает нулевые результаты, в особенности в заболоченных грунтах и в местах переходов через реки, когда в одном коридоре находится несколько ниток нефтепроводов. В этих случаях даже обнаружение утечки по нефтяным пятнам не позволяет диагностировать принадлежность подобной аварии конкретному трубопроводу [2, 3].

Таким образом, для своевременного диагностирования всех аварий, в том числе мелких, требуется решение задачи выбора соответствующей частоты.

Рассмотрим один из подходов к решению подобной задачи, основанный на использовании понятия показателя надежности нефтепровода α . Если понимать под α интегральный показатель надежности, то вероятность безотказной работы нефтепровода определится как

$$P(\tau > t) = \exp(-\alpha t), \quad (1)$$

где t — некоторый фиксированный момент времени; τ — случайная величина, соответствующая моменту начала утечки и отсчитываемая от t ; α — параметр показательного распределения (интенсивность отказов).

Использование ВИС позволяет диагностировать каждый участок нефтепровода в отдельности. Показатели надежности для каждого участка трубопровода индивидуальны и зависят от условий эксплуатации и качества строительно-монтажных работ (линейная часть, водные и горные переходы и т.д.). Поэтому в дальнейшем зависимость (1) будем использовать в виде $P_i(\tau > t) = \exp(-\alpha_i t)$, где α_i — параметр распределения i -го участка нефтепровода.

График контрольных осмотров нефтепроводов — величина нормативная и определяется заранее на основе инструкций фирмы — изготовителя ВИС и Положения о проведении работ по диагностированию магистральных трубопроводов внутритрубами инспекционными снарядами от 18.05.94.

Это Положение регламентирует обязанности сторон, участвующих в диагностических работах, и устанавливает единые требования к технологическому процессу определения технического состояния действующих магистральных трубопроводов с использованием комплекса внутритрубных инспекционных снарядов. Положение разработано на основе согласованной с Госгортехнадзором России (письмом 10–15/340 от 29.12.93) «Технологии проведения работ по диагностированию действующих магистральных трубопроводов внутритрубами инспекционными снарядами» и предназначено для организаций, занимающихся эксплуатацией внутритрубных инспекционных снарядов (Центра технической диагностики АК «Транснефть») и эксплуатацией магистральных трубопроводов.

Обозначим период между соседними контрольными осмотрами как T (предполагается, что распределение величины T равномерное). Примем, что стоимость осмотра равна C_0 . В таком случае общие затраты на проведение k осмотров

$$Z = k \cdot C_0, \quad (2)$$

где k — количество осмотров; C_0 — стоимость одного осмотра.

Очевидно, что в настоящее время $C_0 \neq \text{const}$ вследствие инфляционных процессов. Однако в соответствии с принятой в АК «Транснефть» методикой расчета изменения тарифов на проведение работ текущая стоимость осмотров нефтепроводов определяется как

$$C(t) = C_0 J(t), \quad (3)$$

где C_0 — стоимость работ на начало года; $J(t)$ — коэффициент инфляционного ожидания на момент времени t .

Величина $J(t)$ прогнозируется и периодически перерасчитывается в соответствии с изменением индексации цен на основные энергоносители. Будем предполагать, что J — величина нормативная и рассчитываемая заранее. В таком случае величина $C(t)$ известна и может определяться (с той или иной степенью точности) для любого момента времени.

Предположим, что интенсивность утечки известна и составляет величину q (т/ч). Поскольку нас в общем случае интересует задача минимизации числа инспекционных осмотров внутренней полости нефтепровода, введем в рассмотрение случайную величину k , которая соответствует номеру контрольного осмотра, предшествующего началу утечки нефти из трубопровода, т.е. предположим, что утечка начнется в момент времени τ .

$$T \cdot k \leq \tau < T \cdot (k+1), \quad (4)$$

где τ — момент начала утечки нефти; T — период контрольных осмотров; k — номер планового контрольного осмотра.

Найдем условную вероятность того, что утечка произойдет на интервале времени $(k+1) \cdot T$, следующем за интервалом $k \cdot T$, на котором трубопровод уже проработал без утечки. Обозначим эту вероятность как $P^*(t/\tau)$, $(k+1) \cdot T$ — как $\tau + t$, а $k \cdot T$ — как τ . Пусть τ_1 — момент начала утечки нефти. Тогда условная вероятность определится по формуле [4]:

$$P^*(t/\tau) = \frac{P(\tau < \tau_1 < \tau + t)}{P(\tau_1 > \tau)}, \quad (5)$$

где

$$P(\tau < \tau_1 < \tau + t) = P(\tau_1 \leq \tau + t) - P(\tau_1 > \tau) = P(\tau) - P(\tau + t), \quad (6)$$

или

$$P^*(t/\tau) = \frac{P(\tau) - P(\tau + t)}{P(\tau)} = 1 - \frac{P(\tau + t)}{P(\tau)}. \quad (7)$$

При этом вероятность $P^*(t/\tau)$ безотказной работы без утечки на интервале t , следующем за интервалом τ , определим по формуле

$$P(t/\tau) = 1 - P^*(t/\tau) = \frac{P(\tau + t)}{P(\tau)}. \quad (8)$$

Количество нефти, вылившейся вследствие дефекта линейной части трубопровода в период между двумя контрольными осмотрами, можно определить по формуле

$$Q = q(T(k+1) - \tau_1), \quad (9)$$

где $T \cdot k \leq \tau_1 \leq T \cdot (k+1)$.

В (9) перейдем к относительным величинам, для чего нормируем величину Q в масштабе времени. Введем в рассмотрение новую величину

$$Q^* = Q/T(k + 1), \quad (10)$$

где $T(k + 1)$ — время обнаружения утечки при очередном $(k+1)$ осмотре; Q^* — интенсивность потерь нефти до обнаружения дефекта.

Расходы на проведение контрольных осмотров, включая тот, при котором была обнаружена утечка, составляют с момента времени $t = 0$ величину, равную $C_0 \cdot (k+1) \cdot J$.

Тогда в единицу времени эти расходы составят

$$\frac{C_0 \cdot (k+1) \cdot J}{T \cdot (k+1)} = \frac{C_0}{T} J. \quad (11)$$

В таком случае общие суммарные затраты на проведение осмотров и убытки от потерь нефти в единицу времени определяются по формуле

$$\Pi = \frac{C_0}{T} J + \frac{Q \cdot C_n}{T \cdot (k+1)} J, \quad (12)$$

где C_n — стоимость одной тонны нефти в момент времени $t = 0$.

При использовании формулы (12) предполагается, что инфляционные коэффициенты для проведения осмотра линейной части трубопроводов и удорожания нефти равны.

В дальнейшем будем рассматривать нормированную величину

$$\Pi^* = \frac{\Pi}{J} = \frac{C_0}{T} + \frac{Q \cdot C_n}{T \cdot (k+1)}. \quad (13)$$

Для определения оптимального промежутка времени между осмотрами трубопроводов внутритрубными инспекционными снарядами необходимо минимизировать величину математического ожидания суммарных затрат (13). С учетом (11)–(13) для математического ожидания $M\{\Pi^*\}$ можно записать

$$\Pi^*(T) = M\{\Pi^*\} = \frac{C_0}{T} + M\left\{\frac{Q \cdot C_n}{T \cdot (k+1)}\right\}$$

или, в ценах времени первого контрольного осмотра,

$$M\{\Pi^*\} = \frac{C_0}{T} + \frac{C_1}{T} \cdot M\left\{\frac{T \cdot (k+1) - \tau_1}{k+1}\right\} = \frac{1}{T} \left(C_0 + C_1 \cdot M\left\{\frac{T \cdot (k+1) - \tau_1}{k+1}\right\} \right), \quad (14)$$

где $C_1 = C_n \cdot M\{q\}$ — стоимость потерянной нефти, $M\left\{\frac{T \cdot (k+1) - \tau_1}{k+1}\right\}$ — средняя

длительность утечки, приходящаяся на один контрольный осмотр (плотность распределения длительности утечки).

Выразим распределение длительности утечки через функцию надежности. Из теории надежности сложных систем [4] известно, что плотность распределения $f(t/\tau)$ определяется по формуле

$$f(t/\tau) = \frac{d}{dt} P^*(t/\tau) = -\left[\frac{d}{dt} (P^*(t/\tau)) \right]. \quad (15)$$

С учетом (1) и (8) последнее равенство примет вид

$$f(t/\tau) = \frac{d}{dt} \left(\frac{e^{-\alpha(\tau+t)}}{e^{-\alpha\tau}} \right) = -\frac{d}{dt} (e^{-\alpha t}) = \alpha e^{-\alpha t}. \quad (16)$$

Подставив (16) в (14), после несложных преобразований получим выражение для минимизации суммарных затрат

$$\Pi^*(T) = \frac{1}{T} \cdot (C_0 + C_1 \alpha e^{-\alpha T}), \quad (17)$$

где $t = (\tau + t) - \tau = (k + 1)T - kT = T$.

Определим экстремум функции (17). Для этого находим ее первую производную и приравняем к нулю.

$$[\Pi^*(T)]_T^1 = -\frac{1}{T^2} \cdot (C_0 + C_1 \alpha e^{-\alpha T}) + \frac{1}{T} \cdot (-C_1 \alpha^2 e^{-\alpha T}) = 0. \quad (18)$$

После несложных преобразований получим нелинейное уравнение вида

$$C_0 e^{\alpha T} + C_1 \alpha^2 T + C_1 \alpha = 0. \quad (19)$$

Для решения этого уравнения применяется метод касательных, алгоритм решения которого приведен в работе [5]. Полученный корень будет критической точкой, исследуемой на экстремум. Определяя знак производной слева и справа от критической точки, определим минимум функции (17).

Данный алгоритм реализован в среде программирования Borland Delphi 7.0. Программный продукт может быть использован для определения частоты обследования трубопроводов внутритрубными инспекционными снарядами, обеспечивающими минимальные суммарные затраты на проведение контрольных осмотров и убытки от потерь нефти при утечках.

ЛИТЕРАТУРА

1. Галлямов А.К., Черняев В.Д., Юкин А.Ф. Определение оптимальной периодичности осмотров линейной части нефтепроводов // Проблемы нефти и газа Тюмени. 1979. № 44. С. 59–63.
2. Гумеров А.Г., Зайнуллин Р.С., Гумеров Р.С. Прогнозирование долговечности нефтепроводов на основе диагностической информации // Нефтяное хозяйство. 1991. № 10. С. 36–37.
3. Джарджиманов А.С. Внутритрубная дефектоскопия магистральных нефтепроводов // Безопасность труда. 1994. № 7. С. 8–12.
4. Кучумов Р.Я., Кучумов Р.Р. Моделирование надежности функционирования нефтепромысловых систем. Тюмень: Вектор Бук, 2004. 208 с.
5. Кучумов Р.Я., Сыртланов В.Р., Мусакаев Н.Г. Лабораторный практикум по курсу «Численные методы». Тюмень: Вектор Бук, 2004. 112 с.

S.V. Noskov

ALGORITHM OF COMPUTING FREQUENCY OF PIPELINES' SURVEY USING INTERNAL PIPE INSPECTION FACILITIES

A diagnostic check of oil pipelines' condition using an internal pipe inspection facility («Ultrascan» IPIF) represents quite an expensive process. Thereby, a question to determine the most efficient schedule of pipelines' survey, proceeding from the analysis of specific operational conditions of each thereof, stays particularly topical. For a timely diagnostics of all failures, including minor ones, it is requested to solve a problem of selecting the optimum time for the IPIF running. The paper cites an algorithm of computing frequency of pipelines' survey using internal pipe inspection facilities.

Internal pipe inspection facility, diagnostic check, efficient schedule of surveys, total expenditures, checks, distribution density, reliability index, probability of a non-failure operation.